

EVALUASI BEBAN TORSI DAN DRAG PADA SUMUR BERARAH MILA DI LAPANGAN LEPAS PANTAI LAUT JAWA BAGIAN BARAT DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE DSWE

Albreta Emilia, Mumin, Simorangkit
Program Studi Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

Abstrak

Pemboran berarah adalah sebuah teknologi pemboran dengan membelokkan lubang bor menuju kearah tertentu untuk mencapai target dibawah permukaan bumi yang telah ditentukan sebelumnya. Dalam pemboran berarah, timbulnya beban torsi dan drag yang ditanggung oleh rangkaian pipa bor merupakan salah satu faktor yang mempengaruhi keberhasilan pemboran. Tersebut Sumur Mila adalah salah satu sumur pengembangan gas yang terletak pada Cekungan Sunda yang berjarak kira-kira 50 mil arah Barat Laut dari Jakarta. Dalam kegiatan operasi pemboran pada sumur tersebut, dijumpai adanya peningkatan torsi yang tinggi di beberapa titik pada saat kegiatan operasi pemboran sedang berlangsung. Salah satu penyebabnya adalah karena kondisi lubang bor yang tidak begitu baik, yaitu karena banyaknya cutting yang ditemukan pada lubang bor. Pada penelitian ini akan ditinjau faktor – faktor yang menyebabkan meningkatnya torsi dan drag pada proses pemboran sumur tersebut . Dan diharapkan dari hasil penelitian ini akan dapat diperoleh suatu cara penanggulangan yang tepat untuk mencegah terjadinya masalah yang mengakibatkan munculnya torsi dan drag yang tinggi.

Kata kunci : Pemboran, Torsi & Drag

Pendahuluan

Sumur Mila adalah salah satu sumur pengembangan gas yang dibor oleh PSC Pertamina - CNOOC SES Ltd dengan tujuan untuk memproduksi gas guna memenuhi kewajiban kontrak jual beli gas antara PLN dengan Pertamina - CNOOC. Sumur tersebut berada di Lapangan ALTA yang terletak pada Cekungan Sunda yang berjarak kira-kira 50 mil arah Barat Laut dari Jakarta. Dalam kegiatan operasi pemboran pada sumur tersebut, dijumpai adanya peningkatan torsi yang tinggi di beberapa titik pada saat kegiatan operasi pemboran sedang berlangsung. Salah satu penyebabnya adalah karena kondisi lubang bor yang tidak begitu baik, yaitu karena banyaknya cutting yang ditemukan pada lubang bor. Untuk itu akan dilihat apakah kondisi lumpur yang digunakan dan kecepatan pengangkutan serbuk bor di annulus berpengaruh atas munculnya permasalahan tersebut. Dalam Tugas Akhir ini akan ditinjau faktor – faktor yang menyebabkan meningkatnya torsi dan drag pada proses pemboran Sumur Mila. Diharapkan dari hasil penelitian ini akan dapat diperoleh suatu cara penanggulangan yang tepat untuk mencegah terjadinya masalah yang mengakibatkan munculnya torsi dan drag yang tinggi. Dengan didapatkannya cara penanggulangan tersebut, tentunya masalah yang sama dapat dihindari agar tidak terjadi pada sumur – sumur yang akan dibor berikutnya di Lapangan Lepas Pantai ALTA.

Problem Statement

Dalam pemboran berarah, timbulnya beban torsi dan drag yang ditanggung oleh rangkaian pipa bor merupakan salah satu faktor yang mempengaruhi keberhasilan pemboran tersebut. Dalam kegiatan operasi pemboran pada sumur tersebut, dijumpai adanya peningkatan torsi yang tinggi di beberapa titik pada saat kegiatan operasi pemboran sedang berlangsung. Salah satu penyebabnya adalah karena kondisi lubang bor yang tidak begitu baik, yaitu karena banyaknya cutting yang ditemukan pada lubang bor. Untuk itu akan dilihat apakah kondisi lumpur yang digunakan dan kecepatan pengangkutan serbuk bor di annulus berpengaruh atas munculnya permasalahan tersebut.

Teori Dasar

Pemboran berarah merupakan proses mengarahkan atau membelokkan lintasan lubang bor untuk menuju target pemboran. Perbedaan pemboran berarah dan pemboran horizontal dengan pemboran vertikal adalah pemboran yang dilakukan pada kedalaman tertentu kemudian diarahkan atau dibelokkan ke suatu target dengan arah dan sudut tertentu, namun pada pemboran horizontal sudut kemiringan bisa mencapai 90°. Dalam membore suatu formasi, sebenarnya selalu diinginkan lubang yang vertikal, karena dengan lintasan vertikal umumnya biayanya lebih murah dan operasinya juga lebih mudah dibanding dengan pemboran berarah. Jadi dapat dikatakan bahwa pemboran berarah dilakukan karena alasan-alasan dan keadaan khusus saja.

A. Tipe Pemboran Berarah

Pemilihan tipe pemboran berarah dilakukan untuk memenuhi program perencanaan pemboran sesuai dengan kondisi geologis, topografis, target pemboran, keekonomisan dan segi teknis lainnya. Pada Sumur Mila, dilakukan Pemboran tipe Shallow Deviation Type / Berbelok ditrempat dangkal.

Pada tipe ini merupakan tipe yang paling sederhana. Tipe ini juga umum dikenal dengan istilah Slant Type atau Menaikkan dan Mempertahankan Sudut (Build and Hold). Titik belok lubang sumur dilakukan pada kedalaman yang relatif dangkal dan bila sudut kemiringan dan arah yang diinginkan sudah dicapai maka sudut ini dipertahankan sampai titik sasaran. Pembelokan lubang dilakukan dengan cara memperbesar sudut kemiringan dan sesuai dengan BUR yang telah direncanakan. Untuk memperbesar sudut kemiringan tersebut dipergunakan alat pembelok.

B. Parameter Desain Drill String

Perlu diketahui parameter apa saja yang mempengaruhi beban pada drill string. Besarnya beban yang dialami selama pemboran dipengaruhi oleh:

1. Sirkulasi lumpur yang kontinyu

Kecenderungan cutting untuk mengendap akan berkurang jauh apabila sirkulasi lumpur dilakukan secara kontinyu.

2. Dog leg severity

Perubahan sudut dog leg yang tiba-tiba akan meningkatkan area kontak antara drillstring dengan lubang bor sehingga meningkatkan beban torsi dan drag yang dialami drill string.

3. Diameter lubang dan pipa

Perbedaan antara diameter lubang dengan OD drillstring menghasilkan clearance antara drillstring dengan lubang, maka kontak area antara drillstring dengan lubang juga, makin besar.

4. Berat efektif drill string

Berat efektif dari drillstring yang makin besar akan memperbesar gaya normal dari drillstring dan beban torsi serta drag.

5. Inklinasi

Inklinasi yang makin tinggi cenderung akan meningkatkan beban drag dan torsi dari drillstring. Ketika inklinasi suatu sumur lebih besar daripada sudut jritiknya, maka beban drag yang terjadi lebih besar daripada gaya normal yang dimiliki oleh rangkaian pipa. Hal tersebut mengakibatkan rangkaian drillstring/casing tidak dapat bergeak turun menuju

target.

6. Lubrikasi

Makin buruk lubrikasi dari lumpur, maka makin besar koefisien gesek antara dinding lubang bor dengan drill string.

7. Rotasi pipa secara kontinyu

RPM yang tinggi dapat memperbaiki pembersihan lubang dimana cutting akan tergerus dan lebih mudah terangkat. Namun, RPM yang tinggi juga dapat mengakibatkan kelelahan pada bent housing motor dan membutuhkan tenaga prime mover yang besar.

C. Torsi

Torsi yang berlebihan akan membatasi panjang bagian lubang yang dapat ditembus. Torsi yang mampu memutar bit dalam pemboran menggunakan metoda rotary dibatasi oleh:

- ☐ Torsi maksimal yang dapat dilakukan oleh rotary table
- ☐ Kekuatan torsi pada sambungan
- ☐ Kekuatan pada bagian pipa yang tipis

Beban torsi terjadi karena putaran BHA dan drill string yang kita gunakan mendapatkan perlawanan dari formasi. Beban yang terjadi akan semakin besar manakala pemboran sudah memasuki fase pertambahan sudut dengan membentuk suatu busur dengan kelengkungan tertentu (build up) serta pada fase pemboran bagian horizontal. Perhitungan beban torsi akan semakin kritis apabila pemboran sudah memasuki fase pertambahan sudut dengan membentuk suatu busur dengan kelengkungan tertentu (build up) serta pada fase pemboran bagian horizontal. Dengan diketahui beban torsi masing-masing fase pemboran, maka total beban torsi yang diderita drillstring dapat diperhitungkan. Dengan demikian kita dapat memperkirakan besar prime mover (penggerak mula) yang harus disiapkan untuk mengatasi beban torsi tersebut.

Beban torsi atau puntiran juga dibatasi oleh kekuatan tool joint serta jenis pipa yang digunakan. Apabila kita menghadapi kendala seperti ini maka langkah selanjutnya adalah pendesainan ulang lintasan lubang bor sehingga diperoleh beban torsi yang minimum.

Berdasarkan API RP 7.6 untuk menghitung beban torsi yang dapat ditanggung oleh pipa pada kondisi tensile/tertarik adalah:

Pada prinsipnya penentuan torsi dapat dilakukan sebagai berikut :

$$\mu \text{ OD } F$$

$$=(3-6)$$

$$24$$

Dengan,

$$T = \text{torsi (lbs-ft)}$$

$$\mu = \text{friction factor}$$

$$F_c = \text{gaya kontak lateral (lb/ft) OD}_{tj} = \text{diameter luar tool joint (in)}$$

$$0.096167$$

$$\text{OD}$$

$$\pi$$

$$2 \quad 0.5$$

$$\gamma^2 \frac{—}{2}$$

Berikut ini beberapa persamaan yang telah diturunkan untuk menghitung Dimana,

$$= \frac{55^2 - D^2}{32}$$

besarnya beban torsi yang timbul untuk masing-masing phase pemboran. Torsi pada

T = Minimum torsi pada kondisi tension (lb-ft)
 I = Polar momen inersia (in²) OD = Outside diameter (in)
 ID = Inside diameter (in)
 Y = Minimum yield strength (psi) Te = Beban tensile (lb)
 A = Luas permukaan pipa, in²

Untuk lubang melengkung (curved hole) gaya kontak lateral dihitung dengan persamaan: lubang yang lurus dapat diperkirakan dengan menggunakan persamaan berikut: Lubang Miring

$$OD \mu i \phi$$

=

Lubang Horizontal

Dengan asumsi sudut kemiringan sebesar 90 dan friction factor sebesar 0.33 maka

$$F_c = \frac{F_{\square}^2}{- i \phi + 5730 F}$$

$$5730$$

$$0.5$$

Lubang Melengkung

$$OD$$

Lubang Lurus :

Dalam penentuan torsi pada bagian

$$F_c = i \phi$$

Pertambahan sudut dapat menggunakan (3-4) persamaan dengan batasan-batasan berikut

Dimana

F_c = gaya kontak lateral

F_a = beban axial (+beban tensile) (lb) ini:

$$= 0 - 0.33$$

B_v = vertical build curve ($^{\circ}/100\text{ft}$) B_L = lateral hole curvature ($^{\circ}/100\text{ft}$)

0.5

□ Untuk K negatif :

OD

$$\psi = t^2 - 2$$

.(3-5

Untuk K positif :

Dimana,

OD

B_t = total dogleg curvature ($^{\circ}/100\text{ft}$) W_m = berat pipa dalam lumpur (lb/ft)

$$= \frac{72}{(0 - 0.33)} = \text{sudut inklinasi Lubang Miring} = \frac{OD \mu i \phi}{}$$

berat benda yang kondisi ini sama dengan pada menempel di sepanjang

Dimana :

D = Drag untuk lubang lurus dengan tangensial lb

= Drag pada daerah

W_m = Berat nominal pipa dalam

L = Panjang pipa, ft

= Faktor gesekan (harga diambil 0.33)

= Sudut inklinasi lubang daerah

= Radius kurva

= Compressive axial load di EOC jika rangkaian diturunkan, lb

Dimana,

T = Torsi friksi pada sumur miring (ft-lbs)

T_H = Torsi friksi pada sumur horizontal (ft-lbs)

T_B = Torsi friksi pada bagian pertambahan sudut (ft-lbs)

OD	= Diameter luar tool joint atau collar (in)
L	= Panjang pipa (ft)
μ	= Koefisien friksi (0,33)
ϕ	= Sudut kemiringan sumur
Wm	= Berat pipa dalam lumpur (lb/ft)
R	= Jari-jari bagian pertambahan sudut (ft)
WOB	= Weight on bit (lb)
K	= Konstanta perhitungan (lb)

Dengan diketahui beban torsi di masing masing fase pemboran maka total beban torsi yang diterima BHA dapat diperhitungkan.

D. Drag

Semakin besar sudut kemiringan sumur, beban drag akan semakin besar. Beban drag maksimum terjadi pada saat sumur membentuk sudut 90 atau pada saat pemboran kearah horizontal. Beban drag

Tepatnya desain lintasan lubang bor akan dapat mengurangi drag yang terjadi, namun untuk pendesainan pada bagian lubang horizontal, tergantung dari desain drill string yang digunakan serta WOB yang diterima bit. Semakin berat rangkaian pipa yang tergeletak pada dinding sumur semakin besar beban drag yang harus dihadapi. Secara keseluruhan drag dapat diturunkan dengan baiknya pendesainan lumpur sehingga diperoleh kemampuan pelumasan dan pengangkatan cutting yang baik sehingga terhindar dari kemungkinan terjepitnya pipa. Berikut ini beberapa persamaan yang dapat digunakan untuk memperkirakan besar beban drag yang timbul akibat adanya daerah pertambahan sudut untuk masing-masing pemboran. Perhitungan beban drag yang terjadi pada saat penurunan rangkaian BHA menggunakan rumus sebagai berikut :

Lubang Horizontal

Dengan asumsi kemiringan lubang 90 dan koefisien friksi sebesar 0.33, maka:

$$D = \frac{W_m L}{K} \quad 3$$

Lubang Melengkung

$$= F - 0.25$$

\square Untuk K negative :

$$D = 0.4$$

\square Untuk K positif :

$$D = 0.25 + 0.69 F$$

Lubang Miring

$$D_{\phi} = \mu i \Phi$$

Toleransi maksimum drag dalam pemboran ditentukan oleh strength dari dinding drillpipe, tool joint dan peralatan penyambungan lainnya. Kekuatan strength pipa dapat dilihat pada API RP 7.6. Faktor-faktor yang menyebabkan drag pada pipa adalah sebagai berikut:

\square Dog leg tidak hanya meningkatkan drag tetapi dapat menurunkan kekuatan strength

dari drillpipe akibat gaya / beban bending yang disebabkan tingginya gaya kontak antara lubang bor dengan drill string.

- □ Komponen-komponen peralatan yang mempunyai ujung yang tajam
- Mud cake yang tebal, khususnya yang mengandung cutting
- Belokan yang mendadak/tajam, khususnya tanpa dog leg yang mulus
- Lumpur tanpa lubrikasi
- Lapisan cutting yang mengendap pada dinding lubang bor bagian bawah
- Terjadinya swelling.

Tujuan dari penentuan beban drag ini adalah untuk mempersiapkan kekuatan rig serta kemampuan prime mover untuk menurunkan, menahan dan menarik string serta untuk mengatur distribusi WOB akibat adanya beban drag

Analisa Beban Torsi Dan Drag

Perencanaan rangkaian pipa bor yang akan digunakan harus dipertimbangkan dengan melihat beban-beban, seperti beban torsi dan beban drag. Torsi yang berlebihan akan membatasi panjang lubang bor yang dapat ditembus oleh pahat bor. Perhitungan beban torsi akan semakin kritis apabila memasuki fase pertambahan sudut dengan membentuk busur dengan suatu kelengkungan tertentu. Dengan mengetahui beban torsi pada masing-masing fase pemboran, maka total beban torsi yang diderita oleh rangkaian pipa bor dapat kita perhitungkan.

Dengan adanya daerah pertambahan sudut akan menyebabkan rangkaian pipa bor rebah dan menempel pada dinding lubang bor, sehingga menimbulkan beban drag yang arahnya berlawanan dengan gerak rangkaian pipa bor. Semakin besar sudut kemiringan sumur, beban drag akan semakin besar. Beban drag maksimum terjadi pada saat sumur membentuk sudut 90°. Analisa beban torsi dan beban drag pada Sumur Mila dilakukan pada seluruh trayek pemboran. Dari beberapa data yang ada, didapatkan hasil dari analisa trayek pemboran yang dilakukan pada Sumur Mila ini adalah sebagai berikut:

1. Beban Torsi & Drag Trayek 16"

Pemboran trayek 16" dilakukan mulai dari kedalaman 400 ftMD hingga mencapai kedalaman 3500 ftMD. Grafik dibawah menunjukkan beban torsi yang ditanggung oleh rangkaian pipa bor yang digunakan pada pemboran tersebut. Pada pemboran 16" ini beban torsi tidak melebihi *torque limit* yang dimiliki oleh rangkaian BHA yang digunakan, sehingga tidak terindikasi adanya masalah untuk pemboran trayek ini. Nilai torsi yang terbaca di permukaan saat melakukan *Rotate On Bottom* sebesar 8.790 lbft.

2. Beban Trayek 12 ¼"

Pemboran trayek 12 ¼" dilakukan mulai dari kedalaman 3.500 ftMD hingga mencapai kedalaman 9.200 ftMD. Grafik dibawah menunjukkan beban torsi yang ditanggung oleh rangkaian pipa bor yang digunakan pada pemboran tersebut. Pada pemboran 12.25" ini beban torsi tidak melebihi *torque limit* yang dimiliki oleh rangkaian BHA yang digunakan, sehingga tidak terindikasi adanya masalah untuk pemboran trayek 12,25" ini. *Backreaming* diperhitungkan dalam analisa pemboran ini, dan nilai torsi yang terbaca saat melakukan *Rotate On Bottom* sebesar 15.980 lb-ft dan pada saat melakukan *Backreaming* sebesar 15.886 lb-ft.

3. Beban Trayek 8 ½" A

Pemboran trayek 8 ½" A dilakukan mulai dari kedalaman 9.200 ftMD hingga mencapai

kedalaman 9.900 ft MD. Grafik dibawah menunjukkan beban torsi yang ditanggung oleh rangkaian pipa bor yang digunakan pada pemboran tersebut. Pada pemboran ini beban torsi tidak melebihi *torque limit* yang dimiliki oleh rangkaian BHA yang digunakan, sehingga tidak terindikasi adanya masalah untuk pemboran trayek ini. Nilai torsi terbaca di permukaan saat melakukan *Rotate On Bottom* sebesar 17.920 lb-ft.

4. Beban Trayek 8 ½" B

Pemboran trayek 8 ½" B, melanjutkan pemboran 8 ½" sebelumnya dilakukan dari kedalaman 9.900 ft MD hingga mencapai kedalaman 10.235 ft MD. Grafik dibawah menunjukkan beban torsi yang ditanggung oleh rangkaian BHA yang digunakan pada pemboran tersebut. Pada pemboran ini beban torsi tidak melebihi *torque limit* yang dimiliki oleh rangkaian pipa pemboran yang digunakan, sehingga tidak terindikasi adanya masalah untuk pemboran trayek ini. Nilai torsi yang terbaca dipermukaan saat melakukan *Rotate On Bottom* sebesar

5. Beban Torsi 5. 5.Trayek 8 ½" C

Pemboran trayek 8 ½" C dilakukan mulai dari kedalaman 10.235 ft MD hingga mencapai kedalaman 10.805 ft MD. Grafik dibawah menunjukkan beban torsi yang ditanggung oleh rangkaian BHA yang digunakan pada pemboran tersebut. Pada pemboran 12.25" ini beban torsi tidak melebihi *torque limit* yang dimiliki oleh rangkaian BHA yang digunakan, sehingga tidak terindikasi adanya masalah untuk pemboran trayek ini. Nilai torsi terbesar yang muncul adalah saat melakukan *Rotate On Bottom* sebesar 1716.427 lb-.168 lb-ft.

Hasil Analisa

Pemboran awal merupakan pemboran trayek 16" , berlangsung dari kedalaman 400 ft MD hingga 3.500 ft MD, menggunakan lumpur dengan berat jenis 9.0 ppg *Sea Water Native Clay* sampai kedalaman 1700 ft MD dilanjutkan 9.5 KCL PHPA sampai kedalaman 3500 ft MD. Pada trayek ini merupakan fase pertambahan sudut hingga 64° dari kedalaman 400 ft MD hingga 2500 ft MD, kemudian dilanjutkan dengan fase mempertahankan sudut hingga 3.500 ft MD. Hingga mencapai kedalaman 3.500 ft MD torsi sebesar pada saat *rotating on bottom* yaitu 8.790 lb-ft dan tidak melebihi limit torsi yang ada sehingga pemboran masih dikatakan aman. Pada saat tripping out terjadi drag sebesar 38,6 kip. Berdasarkan data aktual, pada trayek ini juga tidak ditemukan adanya permasalahan mengenai tingginya torsi dan drag. Selanjutnya pada pemboran trayek 12 ¼", trayek ini masih merupakan fase mempertahankan sudut, dimana berlangsung dari kedalaman 3.500 ftMD – 9.200 ft MD dengan menggunakan 10 ppg SDF. Pemboran fase ini menembus formasi Parigi, Air Benakat dan Gumai. Penggunaan lumpur sintesis ini didasarkan pada formasi yang akan ditembus merupakan formasi Shale yang aktif . Hingga mencapai kedalaman 9.200 ft MD tercatat torsi terbesar pada saat *rotating on bottom* yaitu 17.155 lb-ft dan tidak melebihi limit torsi yang ada sehingga pemboran masih dikatakan aman. Pada saat tripping out terbaca drag sebesar 108 kip. Namun apabila dilihat dari data aktual sumur, tercatat adanya beberapa peningkatan torsi yang tinggi pada trayek ini. Munculnya peningkatan torsi tersebut ada pada kedalaman 4.975 ft – 5.047 ft MD, torsi pada kedalaman tersebut mencapai 10 klb-ft yang pada kedalaman sebelumnya hanya sekitar 4 klb-ft. Sedangkan dalam analisa software, pada kedalaman tersebut torsi tercatat sebesar 12 klb-ft. Masih dibawah perkiraan analisa, namun analisa dalam software tidak menunjukkan adanya peningkatan torsi secara signifikan. Selanjutnya berdasarkan laporan harian sumur kembali tercatat peningkatan torsi rangkaian pada kedalaman 7.882 ft – 7.195 ft MD saat melakukan backream. Peningkatan torsi tercatat 9 – 15 klb-ft yang sebelumnya hanya 8 klb-ft. Apabila dilihat pada analisa software, pada kedalaman tersebut juga tidak terindikasi adanya peningkatan torsi yang tinggi. Kembali pada kedalaman 6.600 ft MD dalam operasi backream tercatat tingginya nilai torsi rangkaian yaitu 12-18 klb-ft yang

sebelumnya hanya 5-13klb-ft. Sedangkan kembali pada hasil analisa software tidak tercatat adanya peningkatan tersebut. Selanjutnya pada trayek pemboran 8 ½", berlangsung dari kedalaman 9.200 ft MD hingga TD sumur pada kedalaman 10.805 ft MD, menggunakan lumpur 9.9 ppg CaCO₃. Pemboran fase ini menembus formasi Upper Baturaja, Lower Baturaja, LBR Reef dan Talang Akar. Pada trayek ini terdapat tiga rangkaian BHA yang dipersiapkan untuk menembus trayek tersebut. Rangkaian untuk mengatasi zona loss, karena diperkirakan pada trayek ini akan menemui zona loss seperti pada sumur-sumur lain disekitar sumur tersebut. Selain itu ada rangkaian BHA yang dipersiapkan untuk melakukan survei, karena sumur sudah mencapai kedalaman total. Untuk trayek BHA 8 ½" A, berlangsung dari kedalaman 9.200 ft MD hingga 9.900 ft MD. Tercatat torsi untuk rangkaian BHA sepanjang trayek ini sebesar 15.473 lb-ft pada saat *rotating on bottom* dan drag pada saat *tripping out* sebesar 78,6 kip. Selanjutnya pada kedalaman 9.900 ft MD hingga 10.235 ft MD dengan menggunakan BHA 8 ½" B, besarnya torsi saat melakukan *rotate on bottom* sebesar 15.061 lb-ft dan drag pada saat melakukan *trip out* sebesar 78,3 kip. Terakhir dengan BHA 8 ½" C pada kedalaman 10.235 ft MD hingga 10.805 ft MD tercatat torsi ketika *rotating on bottom* sebesar 17.088 lb-ft dan drag pada saat *tripping out* sebesar 89,6 kip. Hingga kedalaman 10805 ft MD, torsi terbesar pada saat *rotating on bottom* sebesar 17.088 lb-ft dan tidak melebihi limit torsi rangkaian tersebut sehingga pemboran ini dapat dikatakan aman. Pada saat *tripping out*, tercatat drag sebesar 89,6 kip. Berdasarkan data aktual sumur, tidak ditemukan adanya masalah torsi dan drag yang menyebabkan kendala pada pemboran trayek ini. Seperti yang dibahas sebelumnya, dalam pelaksanaan pemboran trayek 12 ¼" terdapat permasalahan yaitu tercatatnya peningkatan torsi pada beberapa titik kedalaman trayek tersebut. Peningkatan tersebut tidak tercatat pada perhitungan software, hal tersebut dapat terjadi akibat dari faktor formasi yang ditembus. Pada saat melakukan analisa dengan menggunakan software, karakteristik formasi tidak dimasukkan kedalam parameter dalam pemboran tersebut. Parameter yang dimasukkan dalam perhitungan adalah trajektori sumur, bagian sumur yang dipasang casing atau open hole, rangkaian BHA yang digunakan, fluida pemboran yang digunakan serta beberapa limitasi peralatan yang digunakan. Namun walaupun dalam pelaksanaannya pada trayek ini terdapat beberapa peningkatan pada beberapa titik, torsi yang terjadi tidak melebihi limit torsi rangkaian yang ada. Sehingga dapat dikatakan rangkaian BHA yang digunakan dalam pemboran Sumur Mila ini sudah cukup baik.

Kesimpulan

Setelah dilakukan evaluasi beban torsi dan drag pada Sumur Mila, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Beban torsi pada trayek 16" sebesar 8.790 lb-ft dan beban drag yang terjadi pada trayek ini sebesar 38,6 kip dengan menggunakan Sea Water Native Clay 9.0 ppg *weight on bit* sebesar 2 – 6 kip. dan KCL PHPA 9.5 ppg dan
2. Beban torsi pada trayek 12 ¼" sebesar 17.155 lb-ft dan beban drag yang terjadi pada trayek ini sebesar 108 kip dengan menggunakan SDF 10 ppg dan *weight on bit* sebesar 5 – 6,5 kip.
3. Beban torsi pada trayek 8 ½" A sebesar 15.473 lb-ft dan beban drag yang terjadi pada trayek ini sebesar 78,6 kip dengan menggunakan WBM CaCO₃ 9.9 ppg dan *weight on bit* sebesar 4 – 15 kip.
4. Beban torsi pada trayek 8 ½" B sebesar 15.061 lb-ft dan beban drag yang terjadi pada trayek ini sebesar 78,3 kip dengan menggunakan WBM CaCO₃ 9.9 ppg dan *weight on bit* sebesar 4 – 15 kip
5. Beban torsi pada trayek 8 ½" Survei sebesar 17.088 lb-ft dan beban drag yang

terjadi pada trayek ini sebesar 90,2 kip dengan menggunakan WBM CaCO_3 9.9 ppg dan weight on bit sebesar 4 – 15kip.

6. Rangkaian BHA yang digunakan pada Sumur Mila dapat dikatakan baik dan dapat digunakan sebagai acuan dalam penyusunan rangkaian BHA pada sumur lain di sekitar Sumur Mila.

Daftar Pustaka

Djauhari, Rifqi., et al., "Proposal *Development Gas Well*", CNOOC SES, Jakarta, 2014.

Rubiandini, R.S.S., Fadjri, Fadli Satrio, "*Studi Kelayakan Pemboran Berarah Untuk Pemindahan Wellhead di Lapangan Milik PT. Adara*", Penelitian, Jurusan Teknik Perminyakan, FIKTM, Institut Teknologi Bandung, Bandung, 2011.

Rubiandini, R.S.S., Lesmana, Dodi "*Modifikasi Persamaan Beban Drag & Torsi Pada Bagian Pertambahan Sudut Sumur Pemboran Horizontal Untuk Berbagai Harga Friction Factor*", Penelitian, Jurusan Teknik Perminyakan, FIKTM, Institut Teknologi Bandung, Bandung, 2003.

Rubiandini, Rudi, "Teknik Operasi pemboran", Volume 1, Penerbit ITB, Bandung, 2012.

Young, Hugh D., Freedman, Roger A., "*Fisika Universitas*", Edisi 10, Jilid 1, Terjemahan Juliasti, E`ndang, Erlangga, Jakarta, 2002.